

НАДЕЖНОСТЬ ОСНОВАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ В КРИОЛИТОЗОНЕ

УДК 551.34

**ВЛИЯНИЕ ГАЗО- И НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН
НА УСТОЙЧИВОСТЬ ГРАВИТАЦИОННОЙ ПЛАТФОРМЫ,
РАСПОЛОЖЕННОЙ НА АРКТИЧЕСКОМ КОНТИНЕНТАЛЬНОМ ШЕЛЬФЕ**

Л.Н. Хрусталеv, А.Ю. Гунар

*Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический ф-т,
119991, Москва, Ленинские горы, 1, Россия; lev_kh@rambler.ru*

Рассмотрено тепловое влияние газо- и нефтедобывающей скважины на многолетнемерзлое основание гравитационной платформы, расположенной на арктическом шельфе. Показано, что это влияние распространяется на большую площадь и существенно уменьшает силы сопротивления платформы сдвигу под действием волновой и ледовой нагрузок, что создает опасность потери устойчивости платформы.

Многолетнемерзлые породы, шельф, гравитационные платформы, ореол оттаивания, сопротивление сдвигу, надежность основания

**INFLUENCE OF GAS AND OIL BOREHOLES ON THE STABILITY OF GRAVITY PLATFORM
LOCATED ON THE ARCTIC CONTINENTAL SHELF**

L.N. Khrustalev, A.Yu. Gunar

*Lomonosov Moscow State University, Department of Geology,
119991, Moscow, Leninskie Gory, 1, Russia; lev_kh@rambler.ru*

The thermal effect of gas and oil boreholes on the permafrost base of gravity platform located on the Arctic shelf has been considered. It has been demonstrated that this effect is distributed over a large area and substantially reduces the shear resistance of the platform under the influence of wave and ice loads creating the risk of loss of platform stability.

Permafrost, shelf, gravity platform, thaw bulb, shear resistance, foundation reliability

ВВЕДЕНИЕ

Под континентальным шельфом понимается прибрежная зона морей от береговой линии до материкового склона, ширина которой обычно составляет около 200 км. По последним оценкам, на шельфе находится примерно 70 % всех углеводородов Земли. Этим объясняется большой интерес, который в настоящее время проявляется всеми странами к его освоению.

Интересы России прежде всего состоят в освоении шельфа арктических морей: Баренцева, Карского, Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского.

Главное отличие арктического шельфа от остальных – наличие надводного и подводного льда. Последний сосредоточен ниже дна моря в толще грунтовых отложений, которые называют многолетнемерзлыми породами (ММП). Они захватывают всю береговую полосу и распространяются в сторону моря на 60–80 км и более. Мощ-

ность ММП на шельфе неодинакова: у берега она больше и достигает 600–800 м, в сторону моря убывает до нуля. При этом ее верхняя граница расположена непосредственно под дном моря или на некоторой глубине (порядка 10–20 м) от него.

Наличие льда создает большие проблемы при освоении [Хрусталеv, 2000]. Надводный лед, перемещаясь под действием ветра и течений, оказывает давление на сооружения, на порядок превосходящее штормовое давление волн. Известны случаи переворота буровых платформ из-за навалов льда. Подводный лед формирует особые свойства донной породы, зависящие от ее температуры и засоленности. Поскольку эта порода служит основанием инженерных сооружений, устойчивость их во многом определяется ее свойствами. С повышением температуры, как известно, прочность мерзлой породы уменьшается. Причиной повышения температуры, например, для нефте- и газодобыва-

ющих сооружений является поступающий с глубин флюид, имеющий высокую положительную температуру. Вокруг добывающих скважин образуется ореол оттаивания, тепловое влияние которого распространяется в основание сооружения, снижая его надежность. Особенно опасно повышение температуры в основании гравитационных платформ, которые расположены в глубоководной части акватории, где испытывают большие ледовые нагрузки от перемещающихся ледяных полей.

При этом в наихудших условиях находятся платформы, опирающиеся на мерзлое дно, поскольку они особенно подвержены тепловому влиянию скважин. Такая платформа противостоит ледовым нагрузкам только за счет сил смерзания и трения по контакту “подошва платформы–мерзлая донная порода”. Эти силы полностью зависят от состава породы, ее температуры и засоленности. Силы сопротивления сдвигу со временем уменьшаются, что обусловлено повышением температуры ММП за счет теплового воздействия эксплуатационных скважин. Этот факт необходимо учитывать при проектировании, иначе возможна потеря устойчивости гравитационной платформы с непрогнозируемыми последствиями. Рассмотрим этот вопрос более подробно на примере гравитационной платформы, опирающейся на мерзлое дно, и нефтедобывающей скважины, расположенной в одной из опор платформы.

Конструкция платформы

Общий вид платформы представлен на рис. 1. Она состоит из надводного строения с буровой вышкой и сопутствующими сооружениями, опирающегося на четыре конусообразные опоры. Опоры, в свою очередь, передают нагрузку на кессон, имеющий заглубленную в грунт юбку. Опоры полые, их диаметр на уровне воды 15 м, на уровне кессона – 28.8 м. Опирающийся на дно кессон

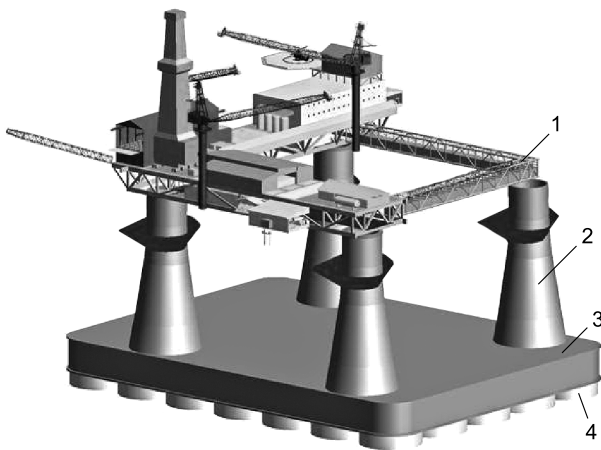


Рис. 1. Общий вид гравитационной платформы.

1 – надводное строение; 2 – опора; 3 – кессон; 4 – юбка.

имеет размеры в плане 174.62×131.42 м и высоту 13 м. Высота юбки 5 м. Вес надводной части сооружения $2 \cdot 10^6 - 3 \cdot 10^6$ кН, подводной с учетом выталкивающей силы воды – $3 \cdot 10^5 - 6 \cdot 10^5$ кН.

Конструкция эксплуатационной скважины

Как отмечалось выше, эксплуатационная скважина оказывает тепловое воздействие на вмещающие ММП. Для уменьшения его применяют различные способы увеличения термического сопротивления на контакте “скважина–ММП”. К ним относятся устройства: воздушного зазора между эксплуатационной и промежуточной колоннами; кольцевой изоляции вокруг лифтовой трубы; вакуума между эксплуатационной и промежуточной колоннами. Последнее решение на практике себя не оправдало, поэтому сегодня применяются в производстве только два первых решения, причем более эффективным из них является теплоизоляция лифтовой трубы в пределах всей мощности ММП. Это конструктивное решение авторами было использовано в расчете, приведем его описание.

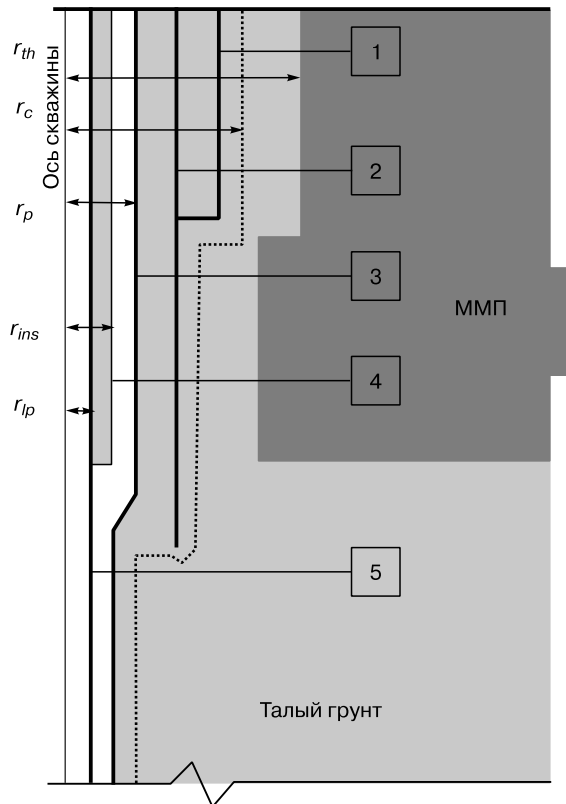


Рис. 2. Конструкция эксплуатационной скважины.

1 – первая промежуточная колонна; 2 – вторая промежуточная колонна; 3 – эксплуатационная колонна (радиусом r_p); 4 – кольцевая изоляция (радиусом r_{ins}); 5 – лифтовая труба (радиусом r_{lp}); r_{th} – радиус оттаивания вокруг скважины; r_c – внешний радиус цементного кольца.

Эксплуатационная скважина состоит из четырех колонн труб (рис. 2). Первая промежуточная колонна (направление) имеет диаметр 402 мм и погружается на глубину, равную одной трети мощности ММП. Вторая промежуточная колонна (кондуктор) диаметром 324 мм проходит всю толщину ММП и опускается ниже их подошвы на глубину 30 м. За кондуктором следует эксплуатационная колонна, которая погружается в продуктивный пласт. Эксплуатационная колонна имеет переменный диаметр: в верхней части до подошвы ММП – 244.5 м, далее плавно переходящий в 168 мм. Это сделано для того, чтобы в пределах мощности ММП разместить тепловую изоляцию из пенополистирола вокруг лифтовой трубы, вставленной в эксплуатационную колонну и служащей для подъема флюида. Диаметр лифтовой трубы 144 мм, наружный диаметр кольцевой теплоизоляции 168 мм.

Методика расчета теплового и механического взаимодействия гравитационной платформы с ММП

Тепловое взаимодействие. Согласно работе [Хакимов, 1957], зона влияния вертикального цилиндрического источника холода (тепла) распространяется от него на расстояние $r_0 = 6.5r_f(r_{th})$, где r_0, r_f, r_{th} – радиус влияния, промерзания, оттаивания соответственно. Распределение температуры в зоне влияния $T(r)$ подчиняется квазистационарному закону. Применительно к растеплению мерзлых грунтов можно записать

$$T(r) = T_{bf} - (T_{bf} - T_0) \frac{\ln(r / r_{th})}{\ln(r_0 / r_{th})}, \quad (1)$$

где T_{bf} – температура оттаивания мерзлого грунта; T_0 – температура мерзлого грунта в естественных условиях.

Расчет радиуса оттаивания вокруг скважины осуществляется по формуле [СТО Газпром ..., 2008]

$$r_{th} = \eta_a r_c, \quad (2)$$

где r_c – внешний радиус цементного кольца, м; η_a – безразмерный параметр, определяемый по номограмме (рис. 3).

Входные параметры номограммы следующие:

$$b = \lambda_{th} R_{in} / r_c; \quad (3)$$

$$M = \frac{\lambda_f (T_{bf} - T_0)}{\lambda_{th} (T_g - T_{bf})}; \quad (4)$$

$$H_a = \frac{\lambda_{th} (T_g - T_{bf}) t_{th}}{r_c^2 L_v}; \quad (5)$$

где b – термическое сопротивление скважины, M – температура, H_a – время (безразмерные); R_{in} – термическое сопротивление теплообмену на границе

скважина–порода, $m^2 \cdot ^\circ C / Вт$; λ_{th}, λ_f – коэффициент теплопроводности породы вокруг скважины в талом и мерзлом состояниях, $Вт / (м \cdot ^\circ C)$; T_g – температура флюида, $^\circ C$; t_{th} – время работы скважины, ч; L_v – теплота, идущая на оттаивание породы, $Вт \cdot ч / м^3$;

$$R_{in} = \frac{1}{\alpha} + \frac{r_{ins}}{\lambda_{ins}} \ln \left(\frac{r_{ins}}{r_{lp}} \right) + R_{air} + \frac{r_c}{\lambda_c} \ln \left(\frac{r_c}{r_p} \right), \quad (6)$$

где α – коэффициент теплообмена между флюидом и внутренней поверхностью лифтовой трубы, $Вт / (м^2 \cdot ^\circ C)$ (для газа равен $25 Вт / (м^2 \cdot ^\circ C)$); r_{lp}, r_{ins}, r_p – радиусы соответственно лифтовой трубы, кольцевой теплоизоляции и эксплуатационной колонны, м; λ_{ins}, λ_c – коэффициенты теплопроводности теплоизоляции и цементного кольца, $Вт / (м \cdot ^\circ C)$; R_{air} – термическое сопротивление воздушного зазора между внешней поверхностью теплоизоляции и внутренней поверхностью эксплуатационной колонны, $m^2 \cdot ^\circ C / Вт$;

$$\alpha = \eta \frac{v^{0.8}}{(2r_{lp})^{0.2}}, \quad (7)$$

где v – скорость движения флюида в лифтовой трубе, м/с; η – эмпирический коэффициент, принимаемый равным $5.42 \cdot 10^{-3}$ для газа и 122 для жидкости;

$$L_v = L_0 \rho_f \frac{\omega_{tot} - \omega_w}{1 + \omega_{tot}} + C, \quad (8)$$

где L_0 – удельная теплота таяния льда, равная $94.8 Вт \cdot ч / кг$; ρ_f – плотность мерзлого грунта, $кг / м^3$; ω_{tot}, ω_w – суммарная влажность мерзлого грунта и содержание незамерзшей воды, д.е.; C – поправка на теплоемкость породы, $Вт \cdot ч / м^3$;

$$C = \frac{C_{th} (T_g - T_{bf})}{3.17 + 1.15b} + C_f (T_{bf} - T_0), \quad (9)$$

где C_{th}, C_f – теплоемкость породы в талом и мерзлом состояниях, $Вт \cdot ч / (м^3 \cdot ^\circ C)$.

Механическое взаимодействие. Методика расчета сопротивления сооружения на сдвиг по контакту “подошва сооружения–грунт” общеизвестна [СТО Газпром..., 2005]. Она исходит из учета сцепления грунта с подошвой и сил трения по подошве, обусловленных углом внутреннего трения и вертикальной нагрузкой от сооружения. В мерзлых грунтах сцепление и угол внутреннего трения непосредственно зависят от температуры. Аналитически зависимость сил сопротивления от сцепления и угла внутреннего трения записывается в следующем виде:

для талого грунта

$$F_R = (c_{th} + \sigma_1 \operatorname{tg} \varphi_{th}) S; \quad (10)$$

для мерзлого грунта

$$F_R = [c_f(T) + \sigma_1 \operatorname{tg} \varphi_f(T)] S, \quad (11)$$

где c_{th} , c_f – сцепление талого и мерзлого грунта соответственно, кПа; φ_{th} , φ_f – угол внутреннего трения талого и мерзлого грунта соответственно, град; σ_1 – вертикальное давление на подошву платформы, кПа; S – площадь подошвы платформы, м²;

$$\sigma_1 = \frac{P_{abw} + P_{unw}}{S}, \quad (12)$$

где P_{abw} – вес надводной части сооружения, кН; P_{unw} – вес подводной части сооружения с учетом выталкивающей силы воды, кН.

Сила сопротивления сдвигу без учета теплового влияния нефтедобывающей скважины рассчитывается по формуле

$$F_R = [c_f(T_0) + \sigma_1 \operatorname{tg} \varphi_f(T_0)] S. \quad (13)$$

Для расчета сил сопротивления сдвигу с учетом теплового влияния скважины, где происходит изменение температуры мерзлого грунта в пространстве, следует площадь вокруг скважины в пределах зоны оттаивания и растепления разбить

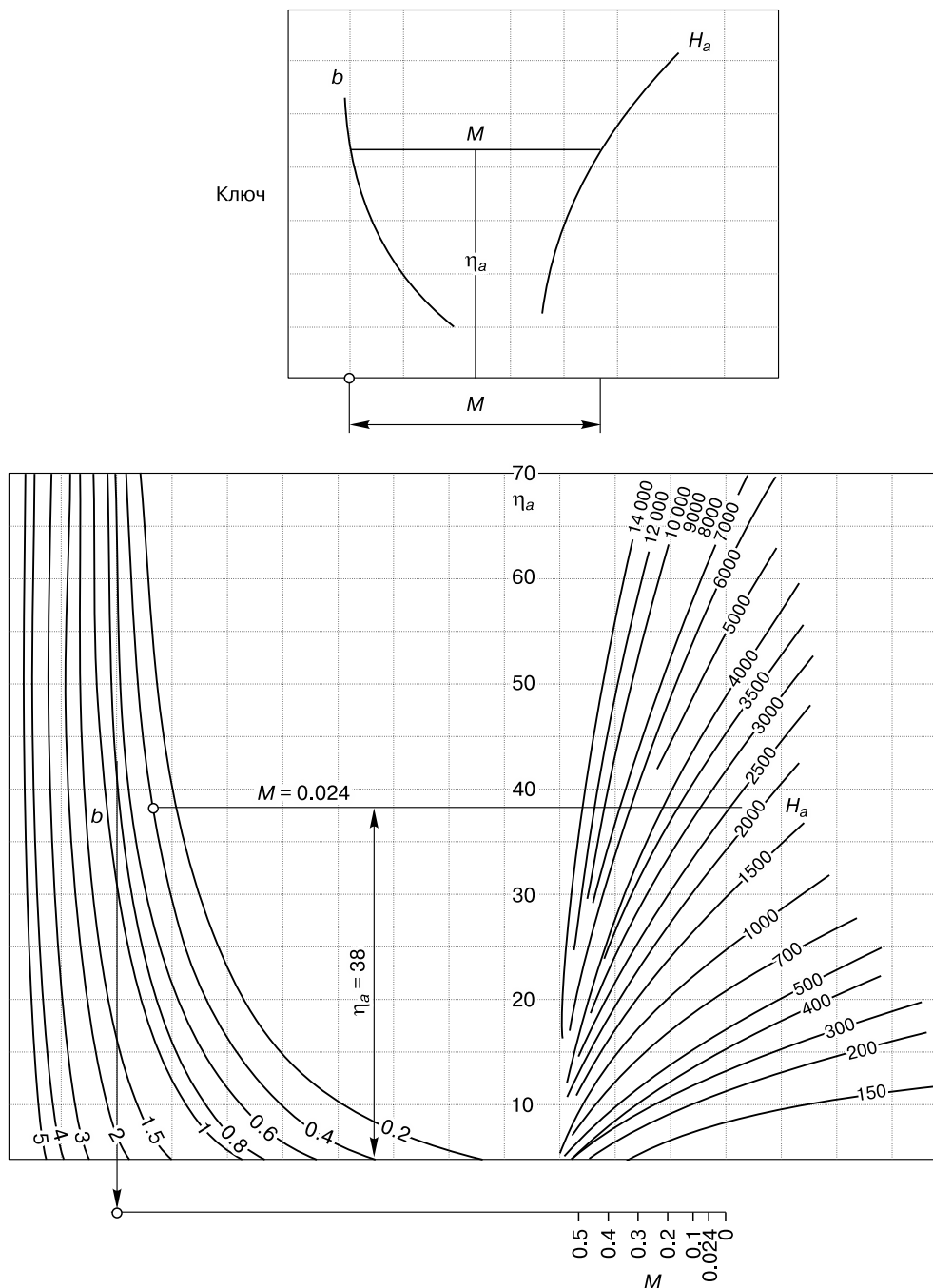


Рис. 3. Расчетная номограмма для определения радиуса оттаивания (пояснения в тексте).

на n окружностей радиуса r_i и далее использовать формулы

$$F_R = F_1 + F_2; \quad (14)$$

$$F_1 = (c_{th} + \sigma_1 \operatorname{tg} \varphi_{th}) \pi r_{th}^2 + \sum_{i=1}^n \left\{ [c_f(T_i) + \sigma_1 \operatorname{tg} \varphi_f(T_i)] (S_i - S_{i-1}) \right\}; \quad (15)$$

$$F_2 = [c_f(T_0) + \sigma_1 \operatorname{tg} \varphi_f(T_0)] (S - S_n), \quad (16)$$

где S_i – площадь круга радиусом r_i в пределах контура подошвы платформы, м^2 ; S_n – площадь круга радиусом r_0 (зона теплового влияния скважины) в пределах контура подошвы платформы, м^2 ; T_i – температура мерзлой породы на расстоянии r_i от центра скважины, $^\circ\text{C}$.

Расчет теплового и механического взаимодействия гравитационной платформы с ММП

Исходные данные для расчета. Конструктивные параметры. Размеры подошвы платформы в плане (кессона): 174.62×131.42 м. Площадь подошвы $S = 22\,948.56$ м^2 . Вес платформы: надводной части $P_{abw} = 3 \cdot 10^5$ кН, подводной с учетом выталкивающей силы воды $P_{unw} = 2 \cdot 10^6$ кН. Координаты расположения нефтедобывающей скважины: $x = 44.11$ м, $y = 13.00$ м (начало координат принято в правом нижнем углу подошвы платформы; x – вдоль длинной стороны подошвы платформы, y – вдоль короткой). Размеры скважины определяются радиусами $r_{lp} = 0.072$ м, $r_{ins} = 0.084$ м, $r_p = 0.122$ м, $r_c = 0.213$ м; коэффициенты теплопроводности $\lambda_{ins} = 0.04$ Вт/($\text{м} \cdot ^\circ\text{C}$), $\lambda_c = 1.28$ Вт/($\text{м} \cdot ^\circ\text{C}$), термическое сопротивление воздушного зазора между внешней поверхностью теплоизоляции и внутренней поверхностью эксплуатационной колонны $R_{air} = 0.06$ $\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$, согласно [СТО Газпром..., 2005].

Технологические параметры. Температура нефти на уровне подошвы платформы $T_g = 30$ $^\circ\text{C}$, период эксплуатации скважины $t_{th} = 30$ лет.

Физические и механические характеристики породы. Нахождение расчетных характеристик грунтов по литературным данным было сопряжено с большими трудностями в связи с отсутствием в публикациях зависимостей сцепления и угла внутреннего трения мерзлых засоленных грунтов от температуры. Только в монографии Н.К. Пекарской [1963] были найдены эти зависимости для незасоленных глин, имеющих влажность $w_{tot} = 0.44$ и плотность $\rho_f = 1728$ $\text{кг}/\text{м}^3$. Они приняты в расчете (рис. 4).

Сцепление и угол внутреннего трения талых глин с примерно такой же влажностью и плотностью взят в расчет из работы [Царанов, 2008]: $c_{th} = 6$ кПа, $\varphi_h = 10^\circ$. Остальные характеристики подобраны из [СНиП 2.02.04-88] для глин, имеющих указанную влажность и плотность, а именно: содержание незамерзшей воды $w_w = 0.08$ при $T_0 = -1.9$ $^\circ\text{C}$ (принята равной температуре морской воды); теплопроводность в талом состоянии $\lambda_{th} = 1.57$ Вт/($\text{м} \cdot ^\circ\text{C}$) и мерзлом $\lambda_f = 1.8$ Вт/($\text{м} \cdot ^\circ\text{C}$); теплоемкость в талом состоянии $C_{th} = 858$ Вт·ч/($\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C}$) и мерзлом состоянии $C_f = 586$ Вт·ч/($\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C}$); температура промерзания–оттаивания $T_{bf} = -0.2$ $^\circ\text{C}$.

Расчет радиуса оттаивания вокруг нефтедобывающей скважины. Вначале по формуле (7) определяется коэффициент теплообмена $\alpha = 116$ Вт/($\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}$). Далее по (6) определяется термическое сопротивление на границе скважина–порода $R_{in} = 0.486$ $\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$. По формуле (3) вычисляется безразмерный параметр $b = 3.58$. Затем по (9) определяется поправка на теплоемкость породы $C = 4552$ Вт·ч/ м^3 . По формуле (8) находится удельная теплота оттаивания мерзлой породы $L_v = 45\,505.6$ Вт·ч/ м^3 . По формулам (4) и (5) вычисляются безразмерные параметры M и H_n . При

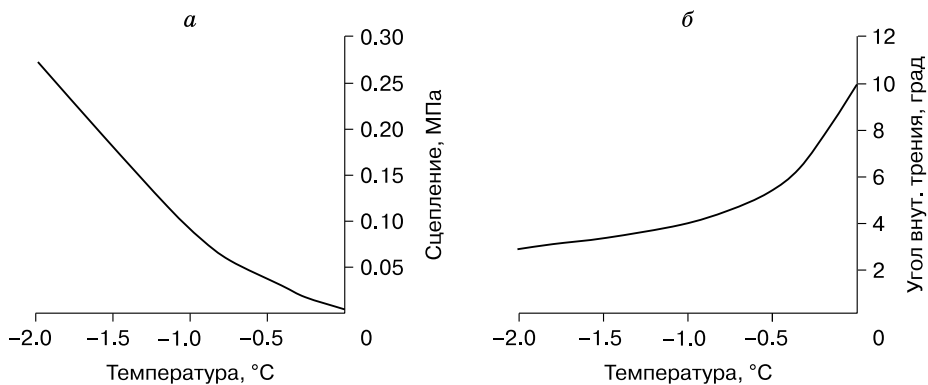


Рис. 4. Зависимость прочностных характеристик мерзлой глины от температуры.

a – сцепление; b – угол внутреннего трения.



Рис. 5. Тепловое влияние нефтедобывающей скважины на температуру пород основания гравитационной платформы.

помощи номограммы на рис. 3 определяется безразмерный параметр $\eta_a = 35$, соответствующий значениям b, M, H_a . По формуле (2) рассчитывается радиус оттаивания вокруг нефтедобывающей скважины на конец периода ее эксплуатации $r_{th} = 35 \cdot 0.213 = 7.46$ м.

Далее определяется радиус растепления мерзлой породы $r_0 = 6.5 \cdot 7.46 = 48.5$ м. Результаты расчета приведены на рис. 5.

Расчет силы сопротивления платформы сдвигу. Вначале по формуле (12) определяется вертикальное напряжение на подошве платформы от действия веса сооружения: $\sigma_1 = 100$ кПа. По формуле (13) находится сила сопротивления платформы сдвигу без учета теплового влияния скважины: $F_R = 5\,849\,490$ кН. По (15) определяется F_1 , при этом расчет ведется в табличной форме (см. таблицу). По формуле (16) определяется $F_2 = 4\,614\,798.5$ кН. По (14) находится сила сопротивления сдвигу с учетом теплового влияния нефтедобывающей скважины: $F_R = 5\,452\,391$ кН. Погрешность расчета без учета теплового влияния скважины составляет $\Delta F_R = 5\,849\,490 - 5\,452\,391 = 397\,099$ кН, или $\approx 7.3\%$.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

За 30 лет эксплуатации только одиночной скважины ее тепловое влияние распространяется на большое расстояние в 48.5 м. Это вызывает снижение сил сопротивления мерзлых грунтов сдвигу на 7.3%. На гравитационной платформе обычно располагают до 60 скважин. В этом случае априори можно утверждать, что гравитационная платформа, опирающаяся на мерзлое дно, не выдержит

Результаты расчета силы сопротивления сдвигу (F_1) основания платформы

r_i , м	S_i , м ²	T_i , °С	$c(T_i)$, кПа	$\varphi(T_i)$, град	R_i , кПа	F_i , кН
7.5	176.7	$>T_{bf}$	6	10.0	23.632 74	4175.905
11.6	246.0	-0.600 89	41	5.0	49.748 89	12 238.23
15.7	327.9	-0.875 73	70	4.3	77.519 06	25 418.50
19.8	369.1	-1.086 44	104	3.8	110.642 0	40 837.97
23.9	399.1	-1.257 34	130	3.6	136.291 50	54 393.93
28.0	440.9	-1.401 12	158	3.4	163.941 10	72 281.63
32.1	572.4	-1.525 21	178	3.2	183.590 90	105 087.40
36.2	572.5	-1.634 37	198	3.4	203.941 10	116 756.30
40.3	608.9	-1.731 81	213	3.2	218.590 90	133 100.00
44.4	754.5	-1.819 79	230	3.0	235.240 80	177 489.20
48.5	375.9	-1.900 00	250	2.8	254.890 80	95 813.46
S_n	4843.9				F_1	837 592.50

Примечание. S_i – площадь круга радиусом r_i в пределах контура подошвы платформы, м²; S_n – площадь круга радиусом r_0 (зона теплового влияния скважины) в пределах контура подошвы платформы, м²; T_i – температура мерзлой породы на расстоянии r_i от центра скважины; $c(T_i)$ – сцепление породы, соответствующее T_i ; $\varphi(T_i)$ – угол внутреннего трения породы, соответствующий T_i ; R_i – удельное сопротивление сдвигу в пределах i -й зоны основания.

ледовых нагрузок. По мнению авторов, есть два пути решения возникшей проблемы: увеличение площади опирания платформы на дно пропорционально зонам оттаивания и растепления; создание конструкций скважин, исключаящих тепловое влияние на вмещающие мерзлые породы. Без решения этой проблемы возведение гравитационных платформ в акваториях, где ММП залегают непосредственно со дна моря, становится опасным.

Литература

- Пекарская Н.К.** Прочность мерзлых грунтов при сдвиге и ее зависимость от температуры / Н.К. Пекарская. М., Изд-во АН СССР, 1963, 108 с.
- СНиП 2.02.04-88.** Основания и фундаменты на вечномёрзлых грунтах. М., ЦИТП Госстроя СССР, 1990, 53 с.
- СТО Газпром 2-3.2-0.36-2005.** Методические указания по учету геокриологических условий при выборе конструкции эксплуатационной скважины. М., ИРЦ Газпром, 2005, 98 с.
- СТО Газпром 2-3.1-233-2008.** Методика проведения геокриологических исследований при разведке и разработке месторождений. М., ИРЦ Газпром, 2008, 166 с.
- Хакимов Х.Р.** Вопросы теории и практики искусственного замораживания грунтов / Х.Р. Хакимов. М., Изд-во АН СССР, 1957, 191 с.
- Хрусталеv Л.Н.** Проблемы инженерной геокриологии на рубеже XXI века // Криосфера Земли, 2000, т. IV, № 1, с. 3–10.
- Царапов М.Н.** Закономерности формирования прочностных характеристик оттаивающих грунтов при сдвиге: Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. М., 2008, 21 с.

Поступила в редакцию
16 декабря 2014 г.